

PEMODELAN ATRIBUT *POISSON IMPEDANCE* (PI) MENGGUNAKAN INVERSI AVO SIMULTAN UNTUK ESTIMASI PENYEBARAN GAS DI LAPANGAN 'WA' CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Wahidah¹, Lantu², Sabrianto Aswad³

Program Studi Geofisika Universitas Hasanuddin

ABSTRAK

Proses pemisahan litologi dan fluida sebagai bagian dari karakterisasi reservoir digunakan untuk memetakan potensi hidrokarbon yang ekonomis. Namun, hal ini sulit dilakukan jika hanya menggunakan atribut seismik konvensional. Untuk itu, pengenalan terminologi *Poisson Impedance* (PI) merupakan cara efektif untuk mengatasi masalah ini. Atribut PI yang digunakan sebagai indikator, membutuhkan input berupa Impedansi Akustik (AI) dan Impedansi Shear (SI) serta nilai c (faktor optimalisasi rotasi). Nilai c optimum dihitung melalui metode TCCA (*Target Correlation Coefficient Analysis*).

Dalam penelitian ini, telah dilakukan uji sensitivitas untuk pemisahan litologi dan fluida pada 3 sumur di Lapangan WA, Cekungan Sumatera Selatan. Selanjutnya, dilakukan pemodelan atribut PI dengan menggunakan inversi AVO Simultan untuk mengekstrak AI dan SI. Hasil pemodelan menunjukkan bahwa reservoir pasir tersaturasi gas akan terpisah dari reservoir pasir tersaturasi air pada nilai FI rendah yaitu dibawah -1000 ft*s*g/cc (-3.05×10^5 kg/m²s). Anomali nilai FI rendah pada semua sumur pemodelan membuktikan bahwa semua sumur merupakan sumur gas dan arah penyebarannya ke *south east* (tenggara). Di sisi lain, analisis AVO dilakukan untuk mengetahui sensitifitas data seismik terhadap adanya anomali.

Kata Kunci: *Poisson Impedance, Fluid Impedance, TCCA, Inversi AVO Simultan*

PENDAHULUAN

Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk menjabarkan secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Karakterisasi reservoir memerlukan suatu metode untuk mencitrakan parameter fisika batuan yang memberikan efek yang diakibatkan oleh perbedaan litologi maupun fluida.

Salah satu parameter yang sangat penting dalam membedakan jenis fluida yang terkandung di dalam medium adalah *poisson ratio*. Parameter ini merupakan konstanta elastik yang merepresentasikan sifat fisis batuan yang merupakan ukuran dari kompressibilitas material yang tegak lurus terhadap stress yang dikenakan, atau rasio dari regangan transversal terhadap regangan longitudinal. Selain itu, *poisson ratio* (σ) dapat dinyatakan sebagai fungsi kecepatan gelombang P

(V_P) dan kecepatan gelombang S (V_S) sebagai berikut (Wibisono, 2009):

$$\sigma = \frac{\gamma-2}{2\gamma-2}, \text{ dimana } \gamma = \left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 \text{ atau } \gamma = \frac{2\sigma-2}{2\sigma-1}$$

σ = *poisson ratio*

V_P = kecepatan gelombang P

V_S = kecepatan gelombang S

Poisson ratio dan densitas yang rendah pada reservoir batupasir biasanya mengindikasikan adanya anomali (hidrokarbon). Sehingga kedua parameter ini bisa digabungkan menjadi *single atribut* yaitu atribut *Poisson Impedance*. Atribut ini merupakan salah satu parameter fisika batuan yang dapat diaplikasikan secara praktis untuk memprediksi reservoir dan mendeteksi keberadaan hidrokarbon (Quakenbush, 2006).

Poisson Impedance merupakan solusi untuk menjawab kesulitan dalam memisahkan distribusi litologi-fluida pada sumbu x dan y pada *crossplot* antara Impedansi Akustik (AI) dan Impedansi Shear (SI). Agar pemisahan distribusinya terlihat jelas, kedua sumbu tersebut diputar/dirotasi mengikuti tren litologi-fluida (Gerlitz, 2006). Atribut dari hasil rotasi inilah yang disebut *Poisson Impedance*.

Poisson Impedance membutuhkan input berupa AI dan SI, hal ini sesuai dengan formula berikut:

$$PI = AI - cSI$$

Dimana,

c = faktor pengoptimal rotasi

AI = *Akustik Impedance* ($V_P \times \rho$)

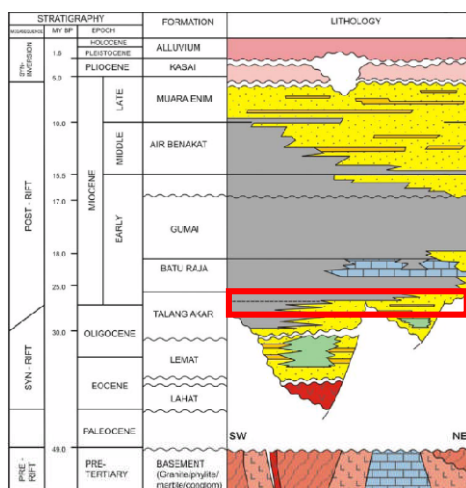
SI = *Shear Impedance* ($V_S \times \rho$)

PI = *Poisson Impedance*

Oleh karena itu, dalam pemodelan PI dibutuhkan suatu metode inversi yang dapat mengekstrak AI dan SI secara langsung yaitu inversi AVO (*Amplitude Varian Offset*) Simultan. Inversi ini dipilih karena dianggap dapat menghasilkan hasil inversi yang lebih stabil dan dapat mengurangi masalah ambiguitas dalam inversi seismik (Humpson dan Russel, 2010).

Pemodelan ini dilakukan pada Lapangan WA yang terletak di Subcekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan ini merupakan hasil dari tektonik konvergen berupa subduksi Lempeng Indo-Australia (lempeng samudera) dengan Lempeng Eurasia (lempeng benua) (Fitrianto, 2011).

Pada Cekungan Sumatera Selatan, salah satu formasi yang berperan sebagai reservoir adalah formasi Talang Akar Atas (UTAF). Formasi ini terbentuk selama akhir *syn-rift* (sebelum/selama retakan) hingga awal *post-rift* (setelah retakan), terjadi perluasan deposisi *fluvial* (sungai) dan *deltaic* (delta) di seluruh cekungan. Pada formasi ini ditemukan *shale* (batuserpih) dan *sandstone* (batupasir). Hal ini ditunjukkan pada Gambar 2.2 (vertikal).



Gambar 1 Gambaran Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

DATA & METODE

Dalam penelitian ini digunakan data sumur dan data seismik. Data sumur yang menjadi fokus penelitian ada 3 yaitu data sumur WA1, WA3 dan WA6. Sedangkan data seismik yang digunakan

adalah data seismik 3D dengan volume *full stack* serta data *partial angle stack*. Data *full stack* hanya digunakan dalam proses *well seismic tie* sedangkan data *partial angle stack* digunakan sebagai input proses inversi.

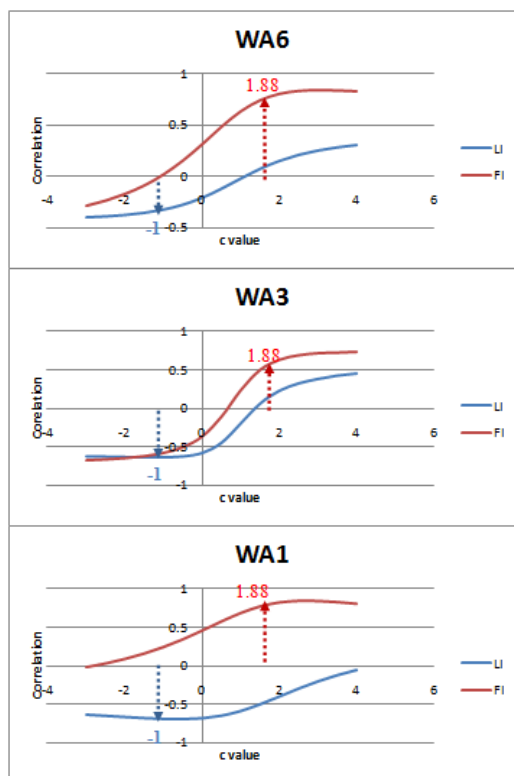
Tahapan pengolahan data dalam penelitian ini terbagi atas dua, yaitu pengolahan data sumur dan pengolahan data seismik. Pengolahan data sumur terdiri atas *loading/check* data sumur, koreksi *checkshot*, pembuatan log PI dan analisis *crossplot*. Sedangkan tahapan pengolahan data seismik terdiri atas *loading* data seismik, *well seismic tie*, analisis AVO, konversi data *angle stack* ke *angle gather*, inversi simultan dan transformasi PI (*Poisson Impedance*).

HASIL & DISKUSI

Pembuatan Log *Poisson Impedance*

Log *Poisson Impedance* (PI) terdiri atas dua atribut yaitu Impedansi Litologi (LI) dan Impedansi Fluida (FI). Untuk membuat log PI, terlebih dahulu dilakukan metode TCCA (*Target Correlation Coefficient Analysis*). Metode ini dilakukan untuk menentukan nilai c yang cocok untuk mengoptimalkan pembuatan log LI dan

FI. Nilai c ini ditentukan oleh nilai korelasi optimum dari log LI atau log FI dengan log target. Log LI dikorelasikan dengan GR (Gamma Ray) sedangkan log FI dikorelasikan dengan log PR (*Poisson Ratio*).



Gambar 2 Kurva Korelasi LI-GR dan FI-PR pada sumur WA6, WA3, dan WA1

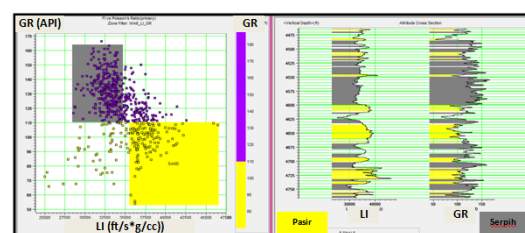
Gambar 2 menunjukkan kurva korelasi optimum antara LI (Impedansi Litologi) dengan GR (Gamma Ray) dan FI (Impedansi Fluida) dengan PR (*Poisson Ratio*) pada tiga sumur pemodelan. LI dan GR berkorelasi optimum (negatif) pada nilai $c = -1$ sedangkan FI dan PR berkorelasi optimum (positif) pada nilai

$c = 1.88$. Sehingga dalam pembuatan log LI menggunakan nilai $c = -1$ sedangkan pada FI menggunakan nilai $c = 1.88$.

Analisis Crossplot untuk Pemisahan Litologi

Data yang digunakan sebagai masukan dalam analisis *crossplot* ini adalah data log berupa log LI (*Lithology Impedance*) dan log target. Log target yang dimaksud adalah log yang sensitif terhadap pemisahan litologi, yaitu log GR (Gamma Ray).

Gambar 4 menunjukkan *crossplot* antara LI dan GR. Bagian kiri dari gambar menunjukkan hasil *crossplot* sedangkan bagian kanan menunjukkan *cross section*. Skala warna yang digunakan untuk *crossplot* litologi yaitu log GR. Berdasarkan Gambar 4 ditunjukkan bahwa pemisahan yang cukup jelas antara pasir (zona berwarna kuning) dengan serpih (zona berwarna abu-abu) pada sumbu LI. Hal ini juga ditunjukkan pada sumur pemodelan lainnya.



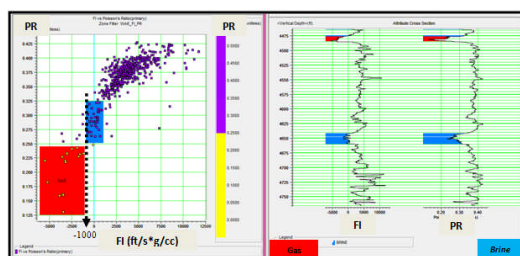
Gambar 4 *Crossplot* LI-GR sumur WA6

Akan tetapi, pada ketiga sumur penelitian terlihat banyak data yang *scatter* (menyebar) dan tidak masuk ke dalam zona litologi pasir atau serpih sehingga menimbulkan ambiguitas dalam pemisahan litologi. Oleh karena itu LI tidak dapat diproses lebih lanjut.

Analisis Crossplot untuk Pemisahan Fluida

Log input untuk *crossplot* pemisahan fluida adalah atribut PI (*Impedansi Poisson*) berupa FI (*Fluid Impedance*) dan log target berupa log *Poisson Ratio*. Log target yang dipilih adalah log yang sensitif terhadap fluida.

Berdasarkan Gambar 5, ditunjukkan bahwa zona berwarna merah menunjukkan zona pasir yang tersaturasi gas (*gas sands*), zona berwarna biru menunjukkan zona pasir yang tersaturasi air (*brine sands*). Sedangkan skala warna menunjukkan nilai *Poisson Ratio*.



Gambar 5 Crossplot FI-PR (*brine-gas*) pada sumur WA6

Dengan membandingkan sumbu PR pada Gambar 5 dengan log FI, pemisahan fluida yang lebih baik ditunjukkan oleh log FI. Nilai *cut off* (garis pemisah) untuk log FI adalah -1000 ft/s*g/cc ($-3.05 \times 10^5 \text{ kg/m}^2\text{s}$). Nilai yang lebih besar dari *cut off* adalah *brine*, sedangkan yang sama atau lebih kecil dari *cut off* adalah gas.

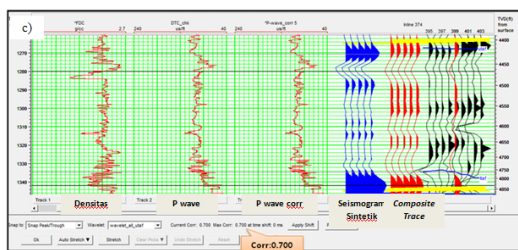
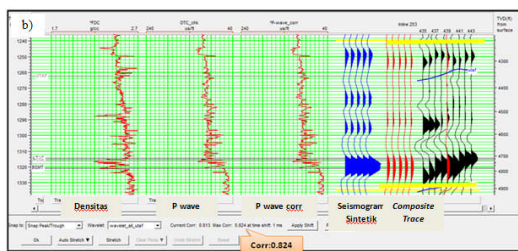
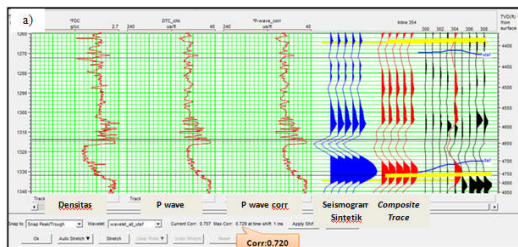
Well Seismic Tie

Dalam proses *well seismic tie* ini, wavelet yang cocok diperoleh dari ekstraksi wavelet secara statistik dari data seismik *full stack*. Wavelet tersebut digunakan untuk membuat seismogram sintetik.

Gambar 6 menunjukkan hasil *well seismic tie* pada sumur WA6. Tras berwarna biru merupakan seismogram sintetik sebagai hasil konvolusi antara koefisien refleksi dari sumur dengan wavelet. Tras berwarna merah adalah *composit trace* yang diekstrak dari data seismik. Sedangkan tras berwarna hitam adalah data seismiknya.

Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa horizon UTAF (Top Talang Akar Atas) dan LTAF (Top Talang Akar Bawah) yang merupakan reflektor yang kuat dari data seismik sesuai

(*match*) dengan marker data sumur. Pada zona reservoir, korelasi yang cukup baik juga ditunjukkan oleh kesesuaian *event* antara seismogram sintetik dengan *composite trace*. Hal ini dipertegas oleh nilai korelasi yang cukup baik yakni 0.720 pada sumur WA1, 0.824 pada sumur WA3, dan 0.700 pada sumur WA6 dengan lebar jendela ditunjukkan oleh garis kuning.



Gambar 6 Hasil *well seismic tie* (a) sumur WA1, (b) sumur WA3 dan (c) sumur WA6

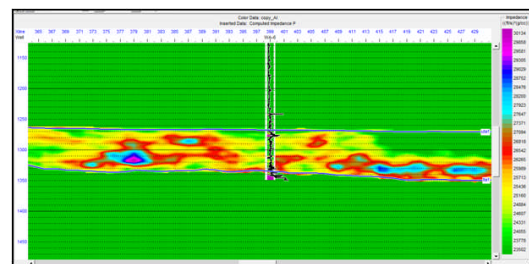
Analisis AVO (*Amplitude Variance Offset*)

Respon AVO dari tiga sumur pemodelan menunjukkan terdapat

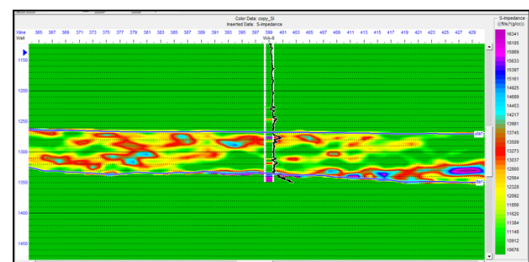
ketidakkonsistenan penentuan kelas AVO pada ketiga sumur tersebut. Sumur WA6 berada pada kelas AVO III, sumur WA1 merupakan kelas AVO I dan sumur WA3 menunjukkan kelas AVO IV. Ketidakkonsistenan kelas AVO tersebut disebabkan oleh resolusi rendah dari data seismik yang mengakibatkan interferensi antara top reservoir dan top *seal* sehingga penentuan respon AVO menjadi tidak tepat (tidak *reliable*).

Inversi Simultan dan Transformasi *Poisson Impedance* (PI)

Gambar 7 dan Gambar 8 menunjukkan data seismik hasil inversi simultan berupa penampang AI dan SI. Kedua penampang tersebut merupakan masukan dalam pembuatan penampang *Fluid Impedance* (FI).



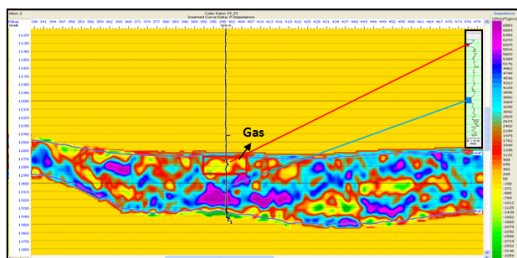
Gambar 7 Penampang Seismik AI



Gambar 8 Penampang Seismik SI

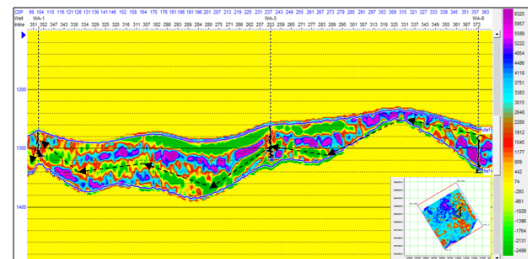
Gambar 9 menunjukkan volume FI yang merupakan hasil transformasi dari volume AI dan SI dengan menggunakan persamaan FI yaitu $FI = AI - 1.88 \cdot SI$. Penampang FI memberikan degradasi warna yang lebih jelas. Warna hijau hingga kuning menunjukkan nilai FI rendah yang mengindikasikan anomali (*gas sand*) sedangkan warna merah menandakan *brine sand*. Batuan *impermeable* (serpih ditunjukkan oleh warna biru hingga ungu yang mengindikasikan nilai FI tinggi).

Nilai *cut off* pada hasil inversi sama dengan nilai *cut off* pada data sumur yaitu $-1000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ ($-3.05 \times 10^5 \text{ kg/m}^2\text{s}$). Nilai di bawah $-1000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ ($-3.05 \times 10^5 \text{ kg/m}^2\text{s}$) mengindikasikan *gas sand*, nilai $-1000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ ($3.05 \times 10^5 \text{ kg/m}^2\text{s}$) sampai $1000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ ($3.05 \times 10^5 \text{ kg/m}^2\text{s}$) mengindikasikan *brine sand*, sedangkan nilai di atas $1000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ ($3.05 \times 10^5 \text{ kg/m}^2\text{s}$) mengindikasikan serpih. Hal ini konsisten untuk dua sumur pemodelan lainnya.



Gambar 9 Penampang Seismik *Fluid Impedance* (FI) pada sumur WA6

Berdasarkan Gambar 10, ditunjukkan bahwa jalur migrasi hidrokarbon (gas) mengikuti kemenerusan warna hijau. Pada gambar tersebut juga ditunjukkan dengan jelas perselingan antara batupasir (*sand*) dan batuserpih (*shale*) yang membuktikan bahwa pada formasi tersebut pernah mengalami proses transgresi. Hal ini juga ditunjukkan pada hasil *slicing* setiap 5 ms dari horizon UTAF.



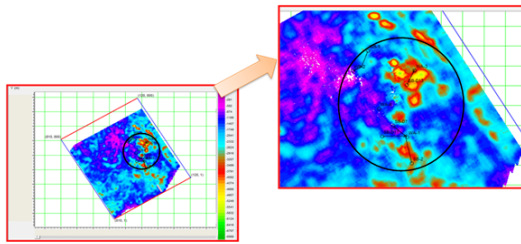
Gambar 10 Penampang *Arbitrary line* sumur WA1, WA 3 dan WA6

Penyebaran Gas di Lapangan WA

Dalam penelitian ini, nilai-nilai FI negatif dianggap sebagai anomali. Oleh karena itu, dilakukan *slicing* dengan menggunakan *Average Negative* agar nilai negatif yang mengindikasikan hidrokarbon dapat terlihat.

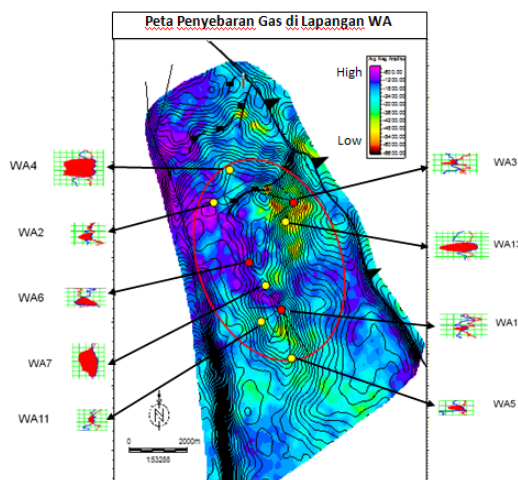
Pada Gambar 11 berupa hasil *slicing Average Negative*, ditunjukkan tiga kriteria reservoir, yaitu reservoir bagus, sedang hingga buruk. Reservoir yang paling bagus adalah reservoir yang memiliki kandungan gas dengan nilai FI

yang rendah ditunjukkan oleh warna hijau kekuningan hingga merah. Reservoir sedang ditunjukkan oleh warna biru. Sedangkan warna ungu menunjukkan reservoir yang buruk.



Gambar 11 Hasil *slicing Average Negative* di Lapangan WA

Gambar 12 merupakan peta penyebaran hidrokarbon (gas) di Lapangan WA. Nilai FI rendah pada peta tersebut menunjukkan pola penyebaran gas mengarah ke *south east* (tenggara) Lapangan WA. Hal ini sesuai dengan analisa data sumur (*crossover* densitas-neutron) serta didukung dengan adanya antiklin dan sesar yang dapat menjadi perangkap hidrokarbon.



Gambar 12 Peta Penyebaran Gas di Lapangan WA

KESIMPULAN

1. Parameter yang paling sensitif untuk pemisahan litologi dan fluida adalah atribut *Poisson Impedance* (PI) berupa *Fluid Impedance* (FI) dan *Lithology Impedance* (LI). Pemisahan fluida optimum ditunjukkan pada atribut FI (Impedansi Fluida) dengan nilai $c = 1.88$. Sedangkan pemisahan litologi optimum ditunjukkan pada atribut LI (Impedansi Litologi) dengan nilai $c = -1$. LI tidak dapat diproses lebih lanjut karena banyak data yang *scatter* (tersebar) dan tidak konsisten untuk semua sumur pemodelan.
2. Berdasarkan hasil *slicing* (pemotongan) dan peta penyebaran gas, dapat dilihat bahwa nilai FI rendah yaitu sama atau kurang dari $-1000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ ($-3.05 \cdot 10^5 \text{ kg/m}^2\text{s}$) mengindikasikan adanya anomali gas yang tersebar pada semua sumur pemodelan dan penyebarannya ke arah tenggara (*south east*).

PUSTAKA

Fitrianto, Teguh, 2001. *Pemodelan Rock Physics dalam Karakterisasi Reservoir Menggunakan Impedansi Elastik untuk Memetakan Sebaran Reservoir dan Minyak pada Formasi Gumai di Lapangan Jura*. Thesis. Universitas Indonesia: Depok.

- Gerlitz, Kevin., 2006. *Deriving the Poisson Impedance in Hampson Russel Software*. VHR Jakarta.
- Ginger David dan Fielding Kevin, 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatera Basin*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association.
- Hampson Dun dan Russel Brian, 2010. *AVO Guide*. CGG Veritas Humpson Russel Software.
- Quakenbush Mark, Shang Bruce, dan Tuttle Chris, 2006. *Poisson Impedance*. SEG The Leading Edge.
- Sukmono, Sigit., 2009. *Advance Seismic Methods for Field Exploration and Development*. Jurusan Teknik Geofisika. Institut Teknologi Bandung.
- Wibisono, Erlangga., 2009. *Analisis dan Inversi AVO Simultaneous untuk Mengekstrak Sifat Fisika Batuan: Studi Kasus Batupasir Formasi Gumai pada Sub Cekungan Jambi*. Skripsi. Universitas Indonesia: Jakarta.